Energy, Mines and Resources Canada
Énergie, Mines et Ressources Canada

EMISSION FACTORS for GREENHOUSE and OTHER GASES BY FUEL TYPE: AN INVENTORY

Ad Hoc Committee on Emission Factors
Energy, Mines and Resources
December, 1990

Energy, Mines and Resources Canada
Énergie, Mines et Ressources Canada

Canada

THE ENERGY OF OUR RESOURCES

THE POWER OF OUR IDEAS

EMISSION FACTORS FOR GREENHOUSE and OTHER GASES BY FUEL TYPE: AN INVENTORY

Ad Hoc Committee on Emission Factors
Energy, Mines and Resources
December, 1990

Aussi disponible en français.

92-01309/

FOREWORD

A crucial technical element in understanding the relationship between energy use and atmospheric change concerns the magnitude of emissions of greenhouse and other gases from different fuels. While estimates of such "emission factors" exist, they are either scattered among various sources or are the subject of scientific dispute.

Recognizing the need for a thorough review of the evidence on emission factors, for both analytical and policy purposes, EMR organized a group of experts from the department. The group, known as the Ad Hoc Committee on Emission Factors, was chaired by J. Allen Coombs. The mandate of the committee was to prepare, based on the best available scientific evidence, an inventory of greenhouse gas and other emissions, per energy unit, by fuel for Canada. Given the uncertainty regarding particular factors, the committee was also asked to resolve such differences and, if this proved impossible, to indicate the need for further research.

In preparing the inventory, the committee members worked closely with their colleagues at Environment Canada. Particular appreciation is extended to Mr. Frank Vena and the staff of the Inventory Management Division for their assistance in developing and clarifying the estimates.

This document is the product of the committee's efforts. The inventory is intended to provide, in a convenient form, an agreed-upon set of emission factors for analysis of energy-related environmental issues. It is also hoped that the document will stimulate further discussion on the areas in which scientific controversy remains.

The members of the Ad Hoc Committee on Emissions Factors included:

J.A. Coombs	-	Economic and Financial Analysis Branch (Chairman)
B. Akins	-	Oil and Gas Branch
D.S. Black	-	Oil and Gas Branch
D. Black	-	Energy Policy Branch
P. Chenard	-	Office of Environmental Affairs
P. Clelford	-	Economic and Financial Analysis Branch
L. Gardiner	-	Efficiency and Alternative Energy Branch
L. Gill	-	Energy Policy Branch (now at Environment Canada)
A.C.S. Hayden	-	Energy Research Laboratories
E. Lauer	-	Mineral and Metals Commodities Branch (Coal)m
T. Ledwell	-	Efficiency and Alternative Energy Branch
J. Legg	-	Office of Energy Research and Development
P. Reilly-Roe	-	Efficiency and Alternative Energy Branch

The final compilation of data was reviewed by EMR staff who were not part of the committee. Their contribution is gratefully acknowledged. For further information, or to provide feedback on the report, please contact Mr. Coombs at 613-996-7633.

TABLE of CONTENTS

INTRODUCTION 1

NOTES ON EMISSION FACTOR TABLES 2

1. Tables 1-1A: ENERGY CONTENT OF FUELS 2
2. Table 2: CARBON DIOXIDE AND CARBON 2
3. Tables 3-4: CARBON DIOXIDE AND CARBON FOR COAL ... 3
4. Tables 5, 6 and 7: VOCs, METHANE and NOx 3
5. Table 8: VOCs, NOx, CARBON MONOXIDE AND METHANE - ROAD TRANSPORT 5
6. Table 9: MAXIMUM SULPHUR DIOXIDE (SO_2) - COAL CONSUMED 6
7. Table 10: SULPHUR DIOXIDE - OTHER FUELS 6
8. Table 11: CARBON MONOXIDE 6
9. Table 12: NITROUS OXIDE 7
10. Table 13: GREENHOUSE GAS EQUIVALENCIES 7

REFERENCES 22

APPENDIX 24

LIST of TABLES

TABLE		Page
1.	ENERGY CONTENT OF VARIOUS FUELS	8
1A.	ENERGY CONTENTS OF CANADIAN COALS	9
2.	CARBON DIOXIDE and CARBON COEFFICIENTS	10
3.	CARBON DIOXIDE FROM COALS	11
4.	CARBON FROM COALS	12
5.	VOLATILE ORGANIC COMPOUNDS (VOCs) EMISSIONS	13
6.	METHANE (CH_4) EMISSIONS	14
7.	NITROGEN OXIDES (NO_x) EMISSIONS	15
8.	ROAD TRANSPORTATION EMISSIONS VOCs, NOX, CARBON MONOXIDE and METHANE	16
9.	MAXIMUM SULPHUR DIOXIDE (SO_2) FROM COALS CONSUMED	17
10.	SULPHUR DIOXIDE (SO_2) FROM OTHER FUELS	18
11.	CARBON MONOXIDE (CO) EMISSIONS	19
12.	NITROUS OXIDE (N_2O) EMISSIONS	20
13.	LONG TERM GREENHOUSE GAS EQUIVALENCES	21

INTRODUCTION

Over the past year analysts at Energy, Mines and Resources (EMR) have examined the various emission coefficients which were available from Environment Canada and other sources. The purpose of the examination was to develop a set of emission factors which could be used for analytic and policy purposes, and which had the agreement of staff at EMR and Environment Canada. Comments and input from the National Energy Board were also welcomed. The initial set of emission factors was obtained from the Inventory Management Division of Environment Canada.

Some changes were made to the initial coefficients by EMR staff, while other changes resulted from revisions made by Environment Canada over the past year, particularly to the transportation fuels. The transport changes result from the utilization of the U.S. Environmental Protection Agency (EPA) program MOBILE 4 instead of MOBILE 3. The MOBILE 4 results are much more in accord with the information from the Transportation Division of the Efficiency and Alternative Energy Branch at EMR.

While all atmospheric emissions from energy consumption are included, the factors for some of them are more imprecise than others. Emission factors for methane (CH_4) and nitrous oxide (N_2O) are included, but they are subject to considerable error. Note, however, that energy related emissions of both of these gases are considered to be insignificant compared to other sources.

The present set of factors is considered to be accurate enough for decisions on broad policy issues, although some of them will undoubtedly be revised as more monitoring information becomes available. The carbon or carbon dioxide coefficients are the most precise of any of the gases, because they are based largely on the carbon content of the various fuels. The emission factors for other gases are much more dependent on the technology employed.

The notes which follow provide additional information for each of the tables. At EMR, the energy projections all involve energy components in terms of energy content, expressed in either Terajoules (joules x 10^{12}) or Petajoules (joules x 10^{15}). Consequently, the conversion factors from physical quantities to energy contents are given, in addition to the emission coefficients. The emission coefficients from Environment Canada have been restated in terms of energy contents. These factors will therefore be particularly useful to energy analysts who utilize a similar methodology to that of EMR.

NOTES ON EMISSION FACTOR TABLES

1. Tables 1-1A: ENERGY CONTENT OF FUELS

The energy contents of the various fuel sources are required to put environmental emissions on an energy equivalent basis. Clearly, agreement on these numbers is a pre-requisite to obtaining consensus on emissions per unit of energy. Independent EMR estimates of the energy contents of the liquid fuels are close to those of Statistics Canada, shown in Table 1.

For coal, energy content varies considerably both across types and, for a similar type, by source. Imported bituminous coal, for example, has a higher energy content than its domestic equivalent. Similarly, western bituminous coals consumed locally provide less energy per unit, because they are strip mined and have a large component of rock in them. Accordingly, national averages for the energy content of coal, such as provided in Statistics Canada, Quarterly Report on Energy Supply and Demand (57-003) can be confusing. To avoid the confusion, only the provincial figures from the 1987 Electric Power Statistics Volume II (57-202) are given in Table 1A. The latter figures are the ones used by the Coal Division for their further emission calculations. The 1989 fourth quarter publication of 57-003 uses separate provincial coal energy contents instead of the national averages, although in not as much detail as Electric Power Statistics.

2. Table 2: CARBON DIOXIDE AND CARBON

The carbon dioxide and carbon contents of fuels other than coal are listed. Most of the factors are from Environment Canada, with the notable exception of heavy fuel oil. Two independent estimates at EMR placed the heavy fuel oil factor at 74.0 and 74.7 tonnes of CO_2 per terajoule. The factor of 74.0 was chosen because the corresponding energy content was almost identical to that used by Statistics Canada. This factor is the only one with a significant change from that used in the Federal/Provincial Task Force Report of August, 1989. The high figure of 80.7 tonnes/TJ in that report was based on information from Alberta which is not supported by further scrutiny. The figure of 74.0 used is slightly higher than the figure of 71.5 used by Environment Canada. One scientist on the committee thought that the light fuel oil and diesel CO_2 factors should be almost the same. However, the numbers calculated by another EMR staff member were very close to those listed, which were obtained from Environment Canada. The calculations giving agreement did rely on differing fuel characteristics of heat content, density, and percentage of carbon by weight. It was decided to leave the

Environment Canada numbers unchanged, but the dispute does reveal that the factors, even for CO_2, should be regarded as accurate only to a few per cent.

There remains some doubt about whether wood, spent pulping liquor, and other biomass should be included at all. If these renewable energy sources were fully replenished by growth in Canada's forests, then no net contributions to carbon additions to the atmosphere would take place. At the time of writing, information from the Department of Forestry indicates that Canada's forests are a slight net sink, considering all uses of forestry products. We believe it is important to give the gross emissions, and to treat sinks separately. In our opinion other countries should do likewise. The sources and sinks of biomass related CO_2 should be separated clearly, to facilitate their inclusion or exclusion.

Figures are given for both carbon dioxide and carbon contents. In most of the work to date at EMR the carbon dioxide content has been used. However, when fossil fuels are burned, it is carbon which is added to the atmosphere. The oxygen already in the atmosphere combines with the added carbon to form carbon dioxide. Most international usage employs the carbon content added, which is 12/44 or 3/11 of the CO_2 figure. With the conversion easy to make for those needing to do so, it is probably less confusing at this stage to remain with the CO_2 number rather than with the carbon measure.

3. Tables 3-4: CARBON DIOXIDE AND CARBON FOR COAL

These tables give the carbon dioxide and carbon contents of Canadian coals per terajoule, employing the heat contents of Table 1A. These numbers will vary slightly over the years, as a result of the change to the quarterly report mentioned previously. The change in reporting procedure by Statistics Canada was at the request of EMR to resolve the concerns with the national average data raised by EMR's Coal Division. It will be necessary to check these factors occasionally to be certain that they remain valid.

4. Tables 5, 6 and 7: VOCs, METHANE and NOx

The factors shown in the tables are based on emission factors provided by Environment Canada, dated November 22, 1989, supplemented by some revisions provided to the NO_x/VOC Task Force. The factors for non-road transportation are

taken to be constant over time. The road transportation factors are given separately in Table 8, and these do vary with time. Some major changes have been made to these factors since the Task Force report of August, 1989.

In the Environment Canada emission factors, there is a very wide range in the provincial numbers for the non-road transportation fuels. The Environment Canada estimates for the aircraft sector are based on very detailed models of aircraft, by type, at Canadian airports. The wide provincial variation has been ignored in the factors listed in the tables, because it does not appear reasonable to use such widely varying factors in forecasts extending for 30 years into the future. The national averages used were derived from provincial factors weighted by provincial fuel consumption.

The factors listed are only for fuel combustion. For methane, there are also emissions related to coal mining and the natural gas and oil industries which are not included in the tables[1]. These items have been estimated by Environment Canada (EC) in The 1985 Canadian Emissions Inventory of Common Air Contaminants, prepared in June, 1989, by the Emissions Inventory group. Most of these non-combustion numbers have been in dispute, with Environment Canada putting considerable effort into refining its early estimates. Methane emissions from coal mining have varied from 44 kilotonnes of methane (an early estimate by Bruce Stewart at EMR's Devon Lab in Alberta), to the 262 kilotonnes in the EC report above, and 343 kilotonnes in the consultants study on fugitive methane emissions , included as Appendix C to the Federal/Provincial Task Force Report. Recently, Bruce Stewart has revised the EMR estimate to 140 kilotonnes, following a study carried out by TransAlta Utilities. EMR and Environment Canada have accepted the 140 kilotonne estimate as the most reasonable one, which includes 63 kilotonnes for Cape Breton coal mining. Note, however, that just prior to the release of this document the Coal Association of Canada questioned the validity of one of Stewart's assumptions. The emission factors implied by the accepted numbers are approximately 16 kg CH_4/tonne of coal mined for Atlantic Canada, and 1.2 kg CH_4 /tonne of coal mined for Western Canada.

The EMR/EC base case, which initially used a figure of 50 kilotonnes for methane emissions from coal mining, has now been revised to incorporate the figure of 140 kilotonnes. This estimate will likely be further revised as more detailed studies are made.

---

[1] Non-energy sources such as wetlands (bogs, swamps, tundra, etc.), rice paddies, enteric fermentation (animals), termites and landfills, are all considered to contribute more to methane emissions than fuel combustion. For further information the IPCC report on Greenhouse Gases and Aerosols should be consulted.

Methane emissions from the natural gas industry, including production, transmission and distribution, are believed to be 0.3 to 0.5% of total gas production. The Canadian Gas Association believes the range is 0.3 to 0.36%. If the 0.36% figure is used with total net production of 121 billion cubic metres in 1989, then the methane emissions total 292 kilotonnes per year. With the fairly high factor for the CO_2 equivalence of methane (see later discussion), the methane losses from the gas industry become important in attempting to determine the full cycle environmental impacts of alternative energy choices. The figure of 0.36% for methane emissions by the natural gas industry is at the low end of world-wide estimates. Studies reported by Ruhr Gas and British Gas at the World Energy Conference in Montreal in September, 1990, indicated losses of about 0.7%. The IEA/OECD used a high figure of 2% for gas losses in a recent study.

The EMR/EC base case has recently accepted a figure of 270 kilotonnes for methane emissions from the total gas system, including production, transmission and distribution.

5. Table 8: VOCs, NOx, CARBON MONOXIDE AND METHANE - ROAD TRANSPORT

This table gives the emission factors for VOCs, NO_x, Carbon Monoxide (CO) and Methane for gasoline and diesel fuel used for road transportation. The factors are based on the Environment Canada emission factors of mid-December, as provided by Arthur Sheffield. The earlier factors of November 22, 1989, were based on the EPA program Mobile 3, adjusted for Canadian use by Environment Canada's Emissions Laboratory. Mobile 4 was used for the NO_x/VOC Task Force, resulting in lower factors. The factors in grams/mile provided by EC are used with the road transportation modelling assumptions of EMR's IFSD model to derive the factors shown in the table. It is important to note that the factors in emissions/TJ will change slightly with different model assumptions such as the world price of oil. With Mobile 4 there is considerable provincial variation. These variations are not shown in the current set of emission tables, but they are available on request. The current set of emission factors are based on regulations now in force, and do not include any further tightening of emission standards. The revised emissions with the use of Mobile 4 can be expected to be further reduced in the future, and therefore the separate provincial factors should be used only where it is easy and straightforward to do so.

The revised methane factors for road transport were not available separately at the time the emission tables were prepared. Without any firm contrary data, methane emissions have been taken to be 10% of VOC emissions for motor gasoline, and 5% for diesel

fuel. Information from Francois Lavallée from the EC Emissions Laboratory indicates that the methane emissions from the Mobile 4 program could be less than these numbers. However, to maintain consistency with previous estimates, the 10% and 5% figures have been retained. The methane numbers are not shown separately.

6. Table 9: MAXIMUM SULPHUR DIOXIDE (SO_2) - COAL CONSUMED

The numbers in this table are based on information provided by EMR's Coal Division. They are the typical sulphur contents of the coals delivered to the major end-use locations in Canada. Actual emissions can be much lower, since technologies exist to reduce sulphur gases by over 90 per cent.

7. Table 10: SULPHUR DIOXIDE - OTHER FUELS

The factors in this table are based on several sources provided by Environment Canada. The estimates for oil products are based on a survey of refiners which Environment Canada collects quarterly. The data were analyzed by RTM Engineering Ltd., in a report dated October, 1988. The latest numbers in that report, for 1987, are used here. Environment Canada used the 1985 figures in their 1985 Emissions Inventory. Personnel in the Operations Group of the Petroleum & Emergency Planning Division of EMR examined the quarterly survey numbers. They determined that imports of heavy fuel oil in the Atlantic region (with higher sulphur content) would affect the HFO factor for that region, and it was therefore raised.

The sulphur content of natural gas has been revised to reflect information elicited by the Natural Gas Division of EMR from the NOVA Corporation. The coefficient was reduced by about 20% from the Environment Canada factor with the new information.

8. Table 11: CARBON MONOXIDE

This table has been included because of the desire to have all greenhouse gases from energy use covered in the dataset. The factors are based on information received from Environment Canada in the summer of 1990. The carbon monoxide factors for the transportation sector are shown separately on Table 8, and are an approximate calculation using MOBILE 4 results combined with earlier EMR results. The factors are very different from those shown in an IEA/OECD Study on Greenhouse Gas Emissions, dated April, 1990.

9. Table 12: NITROUS OXIDE

The Nitrous Oxide factors of Table 12 were derived from a French study, referenced in the table, prepared for the European Atomic Energy Community. A draft CEA study of N_2O emissions from various utilities is in broad agreement with the numbers given. The values listed are much lower than those given in the IEA/OECD publication mentioned above. Estimates made before June, 1988, are believed to be wrong because of various errors made in their derivation. The numbers are approximate only, to give an order of magnitude to nitrous oxide emissions from energy sources.

It is important to note that automobiles with old catalytic converters can produce much more N_2O than vehicles without catalytic converters. This feature illustrates that controlling one emission can lead to enhancement of another.

10. Table 13: GREENHOUSE GAS EQUIVALENCIES

Table 13 provides a set of estimates for the long term greenhouse gas equivalencies of various gases. These factors have been taken from a recent report by the Intergovernmental Panel on Climate Change. Further revisions may be made to the numbers. The magnitude of the global warming potentials for the various gases depends on the time horizon. Calculations were reported for 20, 100, and 500 year periods, but only the 20 and 100 year periods are shown above. The two periods bracket the range of immediate concern. Perhaps a single figure for either a 50 or 100 year period would be the best choice. The choice does, however, have policy consequences. For example, the appropriate 50 year factor to use for methane is in the range 30-40, while for 100 years it is 21. The period chosen has obvious implications for the attractiveness of gas substitution. It is anticipated that choosing a set of internationally agreed greenhouse gas equivalences will prove to be a contentious task, with no early agreement.

The indirect effects of various gases, largely acting through tropospheric ozone are shown in more detail in a table from the IPCC report in the Appendix. Information from Environment Canada indicates that indirect effects through tropospheric ozone are not being considered in the current round of greenhouse gas estimates. The high indirect Global Warming Potential (GWP) for NO_x was a surprise in the IPCC report, since this was the first time such a high number had been seen. It is probable that the indirect effects will enter the estimates again at some future time, given such a high GWP. A discussion with Art Jaques at Environment Canada determined that the GWP applies to the total NO_x emissions and not to just part of them.

TABLE 1

ENERGY CONTENT OF VARIOUS FUELS

Fuel	Heat Content (Terajoules Per -)	
Natural Gas	37.82	TJ/Gigalitre[1]
RPPs		
Motor Gasoline	34.66	TJ/Megalitre[2]
Aviation Gasoline	33.52	TJ/ML
Aviation Turbo	35.93	TJ/ML
Kerosene	37.68	TJ/ML
Light Fuel Oil	38.68	TJ/ML
Diesel Fuel Oil	38.68	TJ/ML
Heavy Fuel Oil	41.73	TJ/ML
Petroleum Coke	42.38	TJ/ML
Propane	25.53	TJ/ML
Coals: See Table 1A and the text.		
Coke	28.83	TJ/Kilotonne
Coke Oven Gas	18.61	TJ/KT
Solid Wood Wastes	18.00	TJ/KT
Spent Pulping liquor	14.00	TJ/KT

---

1 One gigalitre is equal to one thousand megalitres.
2 One megalitre is equal to one thousand cubic metres.
One thousand terajoules is equal to one petajoule.

Source: Statistics Canada, Quarterly Report on Energy Supply-Demand in Canada: 1987-IV, Ottawa: Ministry of Supply and Services, July 1988, P. vii.

TABLE 1A

ENERGY CONTENTS OF COALS USED IN CANADA

Terajoules/Kilotonne

	Nova Scotia	New Brunswick	Quebec	Ontario	Manitoba	Sask.	Alta	B.C.
Anthracite			27.7					
Bituminous:								
Canadian	27.2	26.9	27.2	27.5	27.5[1]		16.0[2]	18.5[1]
Imported								
- Power				29.1				
- Steel				30.1				
- Industry			29.1	29.1				
Sub-Bituminous							18.4	
Lignite				15.9	16.0	14.3		

[1] Estimated. Volumes are small.

[2] Represents waste coals used in one plant. Values are variable.

Source: EMR Coal Division.

October 30, 1990

TABLE 2

CARBON DIOXIDE and CARBON COEFFICIENTS

FUEL	CO_2 Tonnes/TJ	Carbon Tonnes/TJ
Renewables (excl. wood)	0	0
Natural gas	49.7	13.6
- Non-Energy*	24.8	6.8
Propane - Transportation	59.8	16.3
LPGs	59.8	16.3
Gasoline	68.0	18.6
Kerosene	67.7	18.5
Aviation Gasoline	69.4	18.9
Aviation Turbo	70.8	19.3
Light Fuel Oil	73.1	19.9
Diesel	70.7	19.3
- Rail		
- Marine		
Heavy Fuel Oil	74.0	20.2
- Marine		
Petroleum Coke	100.0	27.3
Non-Energy RPPs	0	0
Industry Own Use - RPPs	67.5	18.4
Wood	81.5	22.2
Spent Pulping Liquor (Industry)	107.4	29.3
Coals	Table 3	Table 4
Coke & Coke Oven Gas	86.0	23.5

* Non-energy use in IFSD at EMR includes both feedstock and energy use in the chemical/petrochemical industries. Because these are approximately equal amounts, the non-energy figure is one half of the energy figure.

Source: Environment Canada, EMR.

May 28, 1990

TABLE 3

CARBON DIOXIDE FROM COALS

Tonnes/TJ

	Nova Scotia	New Brunswick	Quebec	Ontario	Manitoba	Sask.	Alta	B.C.
Anthracite			86.2					
Bituminous:								
Canadian	84.5	83.0	84.5	91.6	91.6		94.3	94.3
Imported								
- Power				85.9				
- Steel				81.6				
- Industry			85.9	85.9				
Sub-Bituminous							94.3	
Lignite				93.8	95.0	93.8		

Source: EMR Coal Division and Statistics Canada, 57-202.

October 30, 1990

TABLE 4

CARBON FROM COALS

Tonnes/TJ

	Nova Scotia	New Brunswick	Quebec	Ontario	Manitoba	Sask.	Alta	B.C.
Anthracite			23.5					
Bituminous:								
Canadian	23.1	22.6	23.1	25.0	25.0		25.7	25.7
Imported								
- Power				23.4				
- Steel				22.3				
- Industry			23.4	23.4				
Sub-Bituminous							25.7	
Lignite				25.6	25.9	25.6		

Source: EMR Coal Division and Statistics Canada, 57-202.

October 30, 1990

TABLE 5

VOLATILE ORGANIC COMPOUNDS (VOCs) EMISSIONS

FUEL	Tonnes/PJ Res.	Comm.	Industr.	Transp.
Renewables (excl. wood)	-	-	-	-
Natural gas	2.2	2.2	1.2	-
- Non-Energy	-	-	0.6	-
Propane - Transportation	2.2	2.2	1.1	-
LPGs	2.2	2.2	1.1	-
Gasoline	[630.]	-	-	T
Kerosene	2.3	1.1	0.6	-
Aviation Gasoline	-	68.	-	68.
Aviation Turbo	-	63.	-	63.
Light Fuel Oil	2.0	1.0	0.6	-
Diesel	180.	100.	88.	T
- Rail	-	-	-	70.
- Marine	-	-	-	390.
Heavy Fuel Oil	3.4	3.4	2.9	-
- Marine	-	-	-	360.
Petroleum Coke	-	-	1.5	-
Non-Energy RPPs	-	-	0	-
Industry Own Use - RPPs	-	-	1.2	-
Wood	[1200.]	-	[39.]	-
Spent Pulping Liquor (Industry)	-	-	?	-
Coals	-	-	1.5	-
Coke & Coke Oven Gas	-	-	1.4	-

[ ] - Volumes are very small, and/or numbers are highly uncertain.
T - See Table 8.

Source: Environment Canada, revisions of November/December, 1989.

October 30, 1990

TABLE 6

METHANE (CH_4) EMISSIONS

FUEL	Tonnes/PJ Res.	Comm.	Industr.	Transp.
Renewables (excl. wood)	-	-	-	-
Natural gas	1.15	1.15	1.3	-
- Non-Energy	-	-	0.65	-
Propane - Transportation	1.1	1.1	1.1	-
LPGs	1.1	1.1	1.1	-
Gasoline	[70.]	-	-	T
Kerosene	5.7	0.7	0.16	-
Aviation Gasoline	-	11.7	-	11.7
Aviation Turbo	-	11.5	-	11.5
Light Fuel Oil	5.5	0.67	0.16	-
Diesel	8.3	12.5	12.5	T
- Rail	-	-	-	7.8
- Marine	-	-	-	45.
Heavy Fuel Oil	1.37	1.37	0.82	-
- Marine	-	-	-	40.
Petroleum Coke	-	-	0.38	-
Non-Energy RPPs	-	-	0	-
Industry Own Use - RPPs	-	-	1.1	-
Wood	[12.]	-	[8.3]	-
Spent Pulping Liquor (Industry)	-	-	?	-
Coals	-	-	0.54	-
Coke & Coke Oven Gas	-	-	0.51	-

[ ] - Volumes are very small, and/or numbers are highly uncertain.
T - See Table 8.

Source: Environment Canada, revisions of November/December, 1989.

October 30, 1990

TABLE 7

NITROGEN OXIDES (NO_x) EMISSIONS

FUEL	Tonnes/PJ Res.	Comm.	Industr.	Transp.
Renewables (excl. wood)	-	-	-	-
Natural gas	42.	42.	59.	-
- Non-Energy	-	-	29.5	-
Propane - Transportation	43.	43.	60.	-
LPGs	43.	43.	60.	-
Gasoline	[390.]	-	-	T
Kerosene	61.	64.	64.	-
Aviation Gasoline	-	220.	-	220.
Aviation Turbo	-	210.	-	210.
Light Fuel Oil	60.	62.	62.	-
Diesel	1000.	1300.	1100.	T
- Rail	-	-	-	1400.
- Marine	-	-	-	240.
Heavy Fuel Oil	160.	160.	160.	-
- Marine	-	-	-	200.
Petroleum Coke	-	-	240.	-
Non-Energy RPPs	-	-	0	-
Industry Own Use - RPPs	-	-	120.	-
Wood	[41.]	-	[110.]	-
Spent Pulping Liquor (Industry)	-	-	60.	-
Coals	-	-	250.	-
Coke & Coke Oven Gas	-	-	240.	-

[ ] - Volumes are very small, and/or numbers are highly uncertain.
T - See Table 8.

Source: Environment Canada, revisions of November/December, 1989.

October 30, 1990

TABLE 8
ROAD TRANSPORTATION EMISSIONS
VOCs, NOX, CARBON MONOXIDE and METHANE*
(Tonnes Per Petajoule)

	VOCs		NOX		CO	
	Gasoline	Diesel	Gasoline	Diesel	Gasoline	Diesel
1987	583	98.7	457	949	5365	426
1988	537	94.4	416	932	4930	424
1989	508	90.2	389	918	4575	426
1990	477	87.2	359	917	4210	436
1991	456	87.0	341	863	4015	440
1992	434	86.9	321	807	3805	443
1993	410	86.7	300	747	3580	445
1994	385	86.1	278	681	3350	446
1995	360	85.3	255	609	3135	446
1996	350	86.4	248	600	3050	451
1997	339	87.1	240	585	2950	451
1998	328	87.7	232	571	2860	452
1999	318	88.3	224	555	2775	453
2000	307	88.8	215	538	2690	455
2001	306	89.9	215	539	2680	455
2002	305	90.7	214	538	2670	455
2003	303	91.4	213	537	2670	455
2004	302	92.1	212	535	2670	455
2005	300	92.6	211	532	2670	455
2006	301	93.1	212	535	2670	460
2007	303	93.7	213	539	2670	460
2008	304	94.2	214	541	2670	460
2009	304	94.7	214	544	2670	460
2010	305	95.1	215	547	2670	460
2011	306	95.5	215	549	2670	460
2012	306	95.9	216	551	2670	465
2013	307	96.3	216	553	2670	470
2014	307	96.6	216	555	2670	470
2015	308	96.9	217	557	2670	470
2016	308	97.2	217	559	2660	470
2017	308	97.6	217	561	2660	470
2018	309	97.9	217	563	2660	470
2019	309	98.2	218	565	2650	470
2020	309	98.5	218	566	2650	470

Source: Environment Canada and EMR Reference Case, May, 1990.

* Methane emissions taken as 10% of VOC emissions for gasoline and 5% of VOC emissions for diesel, pending refinements from the Environment Canada emissions laboratory with Mobile 4.

October 30, 1990.

TABLE 9

MAXIMUM SULPHUR DIOXIDE (SO_2) FROM COALS CONSUMED[1]

Tonnes/TJ

	Nova Scotia	New Brunswick	Quebec	Ontario	Manitoba	Sask.	Alta	B.C.
Anthracite			1.15					
Bituminous:								
Canadian	2.65	5.20	2.65	0.22[1]	0.22[1]		0.44[2]	0.44
Imported								
- Power				1.10				
- Steel				0.93				
- Industry			1.10	1.10				
Sub-Bituminous							0.22	
Lignite				0.50[1]	0.50[1]	0.84		

[1] Maximum emissions, based on sulphur content of coals shipped to major end-use locations. The actual emissions will depend on the combustion process or post-combustion treatment employed. Modern technologies permit removal of over 90% of sulphur.

Source: EMR Coal Division.

October 30, 1990

TABLE 10

SULPHUR DIOXIDE (SO_2) FROM OTHER FUELS

Tonnes/PJ

	Atlantic Region	Central Region	Western Region
Natural Gas & LPGs	.20 for all Regions		
Marine Transport	450. for all Regions		
Gasoline	11.5	14.1	9.4
Jet Fuel	19.	19.	7.2
Kerosene	20.	36.	21.
Diesel Oil	77.	102.	61.
Light Fuel Oil	80.	136.	91.
Heavy Fuel Oil	950.	725.	610.

Source: Environment Canada, RTM Engineering.

November 21, 1990

TABLE 11

CARBON MONOXIDE (CO) EMISSIONS

FUEL	Tonnes/PJ			
	Res.	Comm.	Industr.	Transp.
Renewables (excl. wood)	-	-	-	-
Natural gas	8.5	8.5	15.	-
- Non-Energy	-	-	0.	-
Propane - Transportation	10.	10.	10.	-
LPGs	10.	10.	10.	-
Gasoline	-	-	-	T
Kerosene	16	16	16	-
Aviation Gasoline	-	-	-	780
Aviation Turbo	-	-	-	780
Light Fuel Oil	15.5	15.5	15.5	-
Diesel	-	350	350	T
- Rail	-	-	-	57
- Marine	-	-	-	180
Heavy Fuel Oil	14.4	14.4	14.4	
- Marine	-	-	-	7.4
Petroleum Coke	-	-	-	-
Non-Energy RPPs	-	-	0	-
Industry Own Use - RPPs	-	-	-	-
Wood	-	-	?	-
Spent Pulping Liquor (Industry)	-	-	[15.]	-
Coals	-	-	93.	-
Coke & Coke Oven Gas	-	-	88.	-

[ ] - Volumes are very small, and/or numbers are highly uncertain.
T - See Table 8.

Source: Environment Canada.

October 30, 1990

TABLE 12

NITROUS OXIDE (N_2O) EMISSIONS

FUEL	Tonnes/PJ
Coals	0.2
Heavy Fuel Oil	0.1
Fluidized Bed Combustors	10 to 20 times the above
Diesel	0.035
Gasoline:	
- Without catalytic converters	0.015
- With **new** catalytic converters	0.030
- With **old** catalytic converters (20,000 to 30,000 km)	0.105
Other oil products	0.100 ??
Natural Gas	0.035

Note: These numbers have been revised in 1990 to a few per cent of previous estimates. Combustion sources of nitrous oxide are now believed to be only 2-3 per cent of total sources. The major sources are believed to be soils, oceans and fertilizers. For further details see the IPCC report on the Scientific Assessment of Climate Change, Section 1, Greenhouse Gases and Aerosols.

The numbers given in the table above are based on information obtained from a report prepared for the European Atomic Energy Community, titled, Updated Evaluation of Nitrous Oxide Emissions from Industrial Fossil fuel Combustion, by G. De Soete. CANMET have made measurements at several utility sites in Canada which are in broad agreement with the numbers above.

TABLE 13

LONG TERM GREENHOUSE GAS EQUIVALENCES
(Mass Basis)

GAS	Global Warming Potential (Time Horizon, years) 20	100	
CO_2	1.0	1.0	
CO	3.0	2.2	(Indirect)
CH_4	63.	21.	(Direct & Indirect)
NOx	150.	40.	(Indirect)
N_2O	270.	290.	(Direct)

Note: NO_x and VOCs are <u>not</u> direct greenhouse gases, although the chemical reaction of NOx with tropospheric O_3 in the atmosphere has an indirect greenhouse effect. The indirect effect for NOx has been included in the table above, although it is not included in the summary tables of the IPCC report.

Source: Intergovernmental Panel on Climate Change, Report to IPCC from Working Group 1, Section 2, <u>Radiative Forcing of Climate, Peer Reviewed Assessment for WGI Plenary</u>, 27 April 1990.

June 5, 1990

REFERENCES

The references listed below include the major sources of information used to prepare the inventory of emissions factors. Many of these were used by the Inventory Management Division of Environment Canada to develop the numbers which were passed on to EMR. Some of them were used solely in the preparation of this report. In addition to these sources, however, the committee benefited greatly from ongoing informal communication with the staff of the Inventory Management Division of Environment Canada.

1) Alberta Environment, Industrial Sulphur Emissions for Alberta, 1981-1985, October, 1986.

2) Alberta Environment, Nitrogen Oxides Emissions for Alberta, 1981-1985, October, 1987.

3) Communication passed to E. Lauer (EMR) from P.S. Graham, Chairman, Resource Planning and Review Committee, Coal Association of Canada, November, 1990.

4) Communication to T. Ledwell (EMR) from G.K. Lee, CANMET, on the subject of the CEA study of Utility N_2O Emissions, July 30, 1990.

5) De Soete, G., Updated Evaluation of Nitrous Oxide Emissions from Industrial Fossil Fuel Combustion, a report prepared for the European Atomic Energy Community, November, 1989.

6) Edwards, W.C. and J.G. Wilkin, VOC Emissions Inventory for the Organic Chemical Industry in Canada, prepared by B.H. Levelton Limited for Environment Canada, September, 1988.

7) Energy, Mines and Resources, 2020 Vision: Canada's Long Term Energy Outlook, working paper prepared by the Energy and Fiscal Analysis Division, January, 1990.

8) Environment Canada, Emission Calculation Methodologies by Source Sector, unpublished, 1988.

9) Environment Canada, National Inventory of Sources and Emissions of Carbon Dioxide, Environment Protection Series, Report EPS 5/AP/2, May, 1990.

10) Environment Canada, The 1985 Canadian Emissions Inventory of Common Air Contaminants, Draft Report, Inventory Management Division, Conservation and Protection, June, 1989.

11) Federal/Provincial/Territorial Energy Ministers' Task Force on Energy and the Environment, Report on Reducing Greenhouse Gas Emissions, August, 1989, particularly the Technical Appendices.

12) Grant, W.J., Canadian Petroleum Refineries Atmospheric Emission Survey -1983, Petroleum Association for Conservation of the Canadian Environment, PACE Report 85-1, November, 1985.

13) IEA/OECD, Greenhouse Gas emissions: The Energy Dimension, Working paper submitted to the White House Conference on Science and Economics Research Related to Global Change, April 17-18, 1990. IEA/SLT(90)17.

14) Intergovernmental Panel on Climate Change: Report to IPCC from Working Group 1 on the Scientific Assessment of Climate Change:
a) Policymakers Summary, May, 1990.
b) Section 1, Greenhouse Gases and Aerosols, April, 1990.
c) Section 2, Radiative Forcing of Climate, April, 1990.

World Meteorological Organization and the United Nations Environmental Program.

15) Ontario Hydro, Estimates of Atmospheric Emissions from Ontario Hydro Fossil-Fuel-Fired Thermal Generating Stations During 1985, CTS-07120-1, 1986.

16) Roche et Associés, Quantification et prévision des émissions provenant du chauffage résidentiel au bois au Québec, prepared for Environment Canada.

17) RTM Engineering Ltd., Review of Sulphur Content of Petroleum and Synthetic Fuels, 1978-1987, prepared for Environment Canada, October, 1988.

18) Schultz International Limited, An Inventory of Air Contaminant Emissions from Industrial Process Sources in British Columbia and Yukon - 1980, prepared for Inventory Management Division, Environment Canada, July, 1981.

19) Schultz International Limited, An Inventory of Air Contaminant Emissions from Industrial Process Sources in Alberta, Saskatchewan and Manitoba, prepared for Inventory Management Division, Environment Canada, April, 1982.

20) Shareef, G.S., et al., Air Emissions Species Manual, Volume 1, Volatile Organic Compound Species Profiles, U.S. EPA, EPA-450/2-88-003a, April, 1988.

21) Stockton, M.B., et al., Criteria Pollutant Emission Factors for the 1985 NAPAP Emissions Inventory, U.S. Environmental Protection Agency, EPA/600/7-87/015, May, 1987.

20) Technical Session 2.3, World Energy Conference, Montreal, September 20, 1990. WEC - 14th Congress, Digest, pp326.

23) The Significance of Methane Emissions from Natural Gas Operations in Canada Relative to the Natural Environment and Global Warming, Canadian Gas Association, December, 1989.

24) U.S. Environmental Protection Agency, Compilation of Air Pollutant Emission Factors, Volume 1, Stationary Point & Area Sources, AP-42, Fourth Edition, September, 1985.

APPENDIX

A table has been included from the NO_x/VOC Task Force Report. The table gives a summary of the NO_x levels achievable with various technologies, utilizing oil, gas or coal. For projections of emissions into the future, it is important to realize the very wide spectrum of numbers that can be produced for various emissions, dependent on the technological assumptions. From the table it is likely that the first order of business in reducing NO_x emissions is to install low NO_x burners in nearly all existing boilers.

The full table of global warming potentials from the recent IPCC study has been included to show the full range of the equivalencies examined in the report. These estimates are considered to be the best available. As noted previously, the final choice may be those using a 50 year integration time horizon.

Table 6.2.1 Summary of NOx Control Technologies for Boilers

Technology	Status/size/ Applicability (1)	NOx Reduction (percent) (2)			NOx Level Achievable (ng/Joule) (3)			NOx Reduction Costs ($1988/tonne) (4)		
		oil	gas	coal	oil	gas	coal	oil	gas	coal
a) i Low Excess Air	D, S&L, A	5-15	5-15	25	150-160	150-160	190	200 (5)	950 (5)	56 (5)
ii Low NOx Burners	D, S&L, A	40	50	50	100	60	130	70	95	45-90
iii Over Fire Air	D, L, AS	-	-	40	-	-	150	-	-	>30
iv Air Staging	D, L, AS	-	-	50-60	-	-	60-130	-	-	N/A
v Flue Gas Recirc.	D, S, A	10	<50	-	-	>20	-	-	200-400	-
vi Ceramic Burner	D, S, AL	-	>50	-	-	<20	-	-	50	-
b) Fuel Reburning	D, L, AS	-	-	>40	-	-	<130	-	-	>300
c) Slagging Combustors	D, S&L, AL	-	-	>70	-	-	60-250	-	-	N/A
d) Advanced Sorb. Inj.	D, L, AS	-	<50	<50	-	>40	>85	-	630-900	630-900
e) Selective Catalytic Reduction	D, S&L, A	90	90	90	10	15	26	1500	1500	1500
f) Copper Oxide Reduction	R, L, AS	-	-	90	-	-	26	N/A	N/A	N/A
g) NOXO Process	R, L, AS	-	-	90	-	-	26	N/A	N/A	N/A
h) SULF-X Process	R, L, AS	-	-	90	-	-	30	N/A	N/A	N/A
i) Electron Beam	R, S&L, A	>80	>80	>80	25	30	30	N/A	N/A	N/A
j) Atmos. Fluidized Bed	D, S&L, AS	-	-	50-90	-	-	50-130	-	-	-
k) Press Fluidized Bed	P, S&L, AS	-	-	60-90	-	-	26-30	-	-	-
l) Coal Gas Comb. Cycle	D, S&L, AS	-	-	>90	-	-	10-20	-	-	-

Note:

- N/A indicates that cost figures are not available; a dash indicates that an entry is unavailable or that costs are too imprecise to be included.

(1) The codes are:

Status
- D: Demonstrated - Fully available with little additional work needed.
- P: Pilot scale/needs demonstration or scaling up.
- R: Needs development & demonstration.

Size
- S: Units under 264 GigaJoules/hour thermal input.
- L: Units above 264 GigaJoules/hour thermal input.

Applicability
- A: Applicable to new and most existing units.
- AS: Applicable to new and some existing units.
- AN: Applicable to new units only.
- AL: Application limited to a class of units.

(2) Note that percent reductions are shown to provide an order of magnitude impression of achievable reductions. Actual reductions will vary depending on the current emissions levels and technical characteristics of each installation. The base levels used were 172 ng/Joule for oil and gas and 260 ng/Joule for coal fired units.

(3) What is achievable will vary somewhat from installation to installation even for similar units; the values are given as typical values only.

(4) Cost figures are approximate only and exclude additional expenses which may be incurred in specific installations such as modifications to boiler pressure parts, major changes to boiler controls, siting costs etc...

(5) These costs are usually largely offset by energy efficiency improvements.

Source: Work Sub-Group 6.2 Report, Stationary Sources, NO$_x$/VOC Control Technologies, January, 1990.

TABLE 2.8: Global warming potentials following the instantaneous injection of 1kg of each trace gas, relative to carbon dioxide. A specific example of an application of these potentials is given in Table 2.9.

Trace Gas	Estimated Lifetime, years	Global Warming Potential		
		Integration Time Horizon, Years		
		20	100	500
Carbon Dioxide	*	1	1	1
Methane - inc indirect	10	63	21	9
Nitrous Oxide	150	270	290	190
CFC-11	60	4500	3500	1500
CFC-12	130	7100	7300	4500
HCFC-22	15	4100	1500	510
CFC-113	90	4500	4200	2100
CFC-114	200	6000	6900	5500
CFC-115	400	5500	6900	7400
HCFC-123	1.6	310	85	29
HCFC-124	6.6	1500	430	150
HFC-125	28	4700	2500	860
HFC-134a	16	3200	1200	420
HCFC-141b	8	1500	440	150
HCFC-142b	19	3700	1600	540
HFC-143a	41	4500	2900	1000
HFC-152a	1.7	510	140	47
CCl_4	50	1900	1300	460
CH_3CCl_3	6	350	100	34
CF_3Br	110	5800	5800	3200
INDIRECT EFFECTS				
Source Gas	Greenhouse Gas Impacted			
CH_4	Tropospheric O_3	24	8	3
CH_4	CO_2	3	3	3
CH_4	Stratospheric H_2O	10	4	1
CO	Tropospheric O_3	5	1	0
CO	CO_2	2	2	2
NO_x	Tropospheric O_3	150	40	14
NMHC	Tropospheric O_3	28	8	3
NMHC	CO_2	3	3	3

CFCs and other gases do not include effect through depletion of stratospheric ozone.
Changes in lifetime and variations of radiative forcing with concentration are neglected. The effects on N_2O forcing due to changes in CH_4 (because of overlapping absorption), and vice versa, are neglected.
* The persistence of carbon dioxide has been estimated by explicitly integrating the box diffusion model of Siegenthaler (1983); an approximate lifetime is 120 years

Énergie, Mines et Ressources Canada
Energy, Mines and Resources Canada

INVENTAIRE DES FACTEURS D'ÉMISSION DES GAZ A EFFET DE SERRE ET D'AUTRES GAZ PAR TYPE DE COMBUSTIBLE

Comité spécial sur les facteurs d'émission
Énergie, Mines et Ressources Canada
Décembre 1990

Énergie, Mines et Ressources Canada
Energy, Mines and Resources Canada

Canada

L'ÉNERGIE DE NOS RESSOURCES
NOTRE FORCE CRÉATRICE

INVENTAIRE DES FACTEURS D'ÉMISSION DES GAZ A EFFET DE SERRE ET D'AUTRES GAZ PAR TYPE DE COMBUSTIBLE

Comité spécial sur les facteurs d'émission
Énergie, Mines et Ressources Canada
Décembre 1990

Also available in English.

AVANT-PROPOS

Un élément technique crucial dans la compréhension de la relation entre l'utilisation de l'énergie et les changements atmosphériques concerne l'amplitude des émissions de gaz à effet de serre et d'autres gaz provenant de divers combustibles. Quoiqu'il existe des estimations de tels "facteurs d'émission", celles-ci doivent être extraites de diverses sources ou font l'objet de controverses scientifiques.

Reconnaissant le besoin d'un examen approfondi des renseignements disponibles sur les facteurs d'émission, tant à des fins analytiques que politiques, Énergie, Mines et Ressources Canada (EMR) a constitué un groupe d'experts du ministère. Le groupe, appelé Comité spécial sur les facteurs d'émission, était présidé par J. Allen Coombs. Le mandat du comité était de dresser, à partir des meilleures preuves scientifiques disponibles, un inventaire des gaz à effet de serre et d'autres émissions, par unité d'énergie et par type de combustible, pour le Canada. Compte tenu de l'incertitude entourant certains facteurs, on a également demandé au comité de clarifier les disparités et, dans la mesure du possible, d'indiquer les besoins en ce qui concerne les travaux de recherche futurs.

Lors de la préparation de cet inventaire, les membres du comité ont travaillé en étroite collaboration avec leurs collègues d'Environnement Canada (EC). Nous remercions particulièrement M. Frank Vena et le personnel de la Division de la gestion des inventaires pour leur contribution au calcul et à la clarification des estimations.

Le présent document est le produit des efforts du comité. L'inventaire est destiné à fournir, sous une forme pratique, un ensemble de facteurs d'émission ayant fait l'objet d'un consensus pour l'analyse des problèmes environnementaux liés à l'énergie. Nous espérons également que le présent document stimulera les discussions dans les domaines où subsistent certaines controverses scientifiques.

Les membres du Comité spécial sur les facteurs d'émission sont les suivants :

J.A. Coombs	-	Direction de l'analyse économique et financière
B. Akins	-	Direction du pétrole et du gaz
D.S. Black	-	Direction du pétrole et du gaz
D. Black	-	Direction de la politique énergétique
P. Chenard	-	Bureau des affaires environnementales
P. Clelford	-	Direction de l'analyse économique et financière
L. Gardiner	-	Direction de l'efficacité énergétique et des énergies de remplacement
L. Gill	-	Direction de la politique énergétique (maintenant à Environnement Canada)
A.C.S. Hayden	-	Laboratoires de recherche sur l'énergie
E. Lauer	-	Direction des minéraux et des métaux
T. Ledwell	-	Direction de l'efficacité énergétique et des énergies de remplacement
J. Legg	-	Bureau de recherche et développement énergétiques
P. Reilly-Roe	-	Direction de l'efficacité énergétique et des énergies de remplacement

La compilation finale des données a été examinée par des membres du personnel d'EMR ne faisant pas partie du comité. Nous les remercions pour leur contribution. Pour obtenir de plus amples renseignements, ou pour formuler des commentaires sur le présent rapport, prière de s'adresser à M. Coombs au (613) 996-7633.

TABLE des MATIERES

INTRODUCTION 1

REMARQUES SUR LES TABLEAUX DES FACTEURS D'ÉMISSION 2

1. Tableaux 1-1A: CONTENU ÉNERGÉTIQUE DES COMBUSTIBLES 2
2. Tableau 2: DIOXYDE DE CARBONE ET CARBONE 2
3. Tableaux 3-4: DIOXYDE DE CARBONE ET CARBONE POUR LE CHARBON 3
4. Tableaux 5, 6 et 7: COV, MÉTHANE ET NO_x 3
5. Tableau 8: COV, NOx, MONOXYDE DE CARBONE ET MÉTHANE - TRANSPORT ROUTIER 5
6. Tableau 9: MAXIMALE DE DIOXYDE DE SOUFRE (SO_2) - CHARBON CONSUMÉ 6
7. Tableau 10: DIOXYDE DE SOUFRE - AUTRES COMBUSTIBLES 6
8. Tableau 11: MONOXYDE DE CARBONE 6
9. Tableau 12: OXYDE NITREUX 7
10. Tableau 13: ÉQUIVALENCES EN GAZ A EFFET DE SERRE 7

RÉFÉRENCES 22

ANNEXE 24

LISTE des TABLEAUX

TABLEAU		Page
1.	CONTENU ÉNERGÉTIQUE DES DIFFÉRENTS COMBUSTIBLES	8
1A.	CONTENU ÉNERGÉTIQUE DU CHARBON CANADIEN	9
2.	COEFFICIENTS DU DIOXYDE DE CARBONE ET DU CARBONE	10
3.	DIOXYDE DE CARBONE PROVENANT DU CHARBON	11
4.	CARBONE PROVENANT DU CHARBON	12
5.	ÉMISSIONS DE COMPOSÉS ORGANIQUES VOLATILS (COV)	13
6.	ÉMISSIONS DE MÉTHANE (CH_4)	14
7.	ÉMISSIONS D'OXYDES D'AZOTE (NO_x)	15
8.	ÉMISSIONS DUES AU TRANSPORT ROUTIER COV, NO_x, MONOXYDE DE CARBONE ET METHANE	16
9.	ÉMISSIONS MAXIMALES DE DIOXYDE DE SOUFRE (SO_2) PROVENANT DE LA COMBUSTION DU CHARBON	17
10.	ÉMISSIONS DE DIOXYDE DE SOUFRE (SO_2) PROVENANT D'AUTRES COMBUSTIBLES	18
11.	ÉMISSIONS DE MONOXYDE DE CARBONE (CO)	19
12.	ÉMISSIONS D'OXYDE NITREUX (N_2O)	20
13.	ÉQUIVALENCES DES GAZ A EFFET DE SERRE A LONG TERME	21

INTRODUCTION

Au cours de la dernière année, des analystes d'Énergie, Mines et Ressources Canada (EMR) ont étudié les différents coefficients d'émission disponibles auprès d'Environnement Canada (EC) et d'autres sources. L'objet de telles études était d'établir un ensemble de facteurs d'émission pouvant être utilisés à des fins analytiques et politiques avec l'accord du personnel d'EMR et d'EC. Les commentaires et les opinions de l'Office national de l'énergie ont été encouragés. L'ensemble initial des facteurs d'émission a été fourni par la Division de la gestion des inventaires d'EC.

Certaines modifications des coefficients d'origine ont été apportées par le personnel d'EMR, tandis que d'autres ont résulté des révisions effectuées par EC au cours de la dernière année, en particulier pour les carburants de transport. Les changements apportés au domaine des transports résultent de l'utilisation du programme MOBILE 4 de l'Environmental Protection Agency (EPA) des États-Unis plutôt que de MOBILE 3. Les résultats obtenus avec MOBILE 4 concordent beaucoup plus avec les informations fournies par la Division des transports de la Direction de l'efficacité énergétique et des énergies de remplacement à EMR.

Quoique l'on ait inclus toutes les émissions atmosphériques provenant de la consommation d'énergie, les facteurs relatifs à certaines d'entre elles sont plus imprécis que d'autres. Les facteurs d'émission pour le méthane (CH_4) et l'oxyde nitreux (N_2O) sont inclus, mais sont sujets à une erreur considérable. On notera, cependant, que les émissions reliées à l'énergie de ces deux gaz sont considérées non significatives par rapport à d'autres sources.

On considère que le présent ensemble de facteurs est assez précis pour permettre la prise de décisions sur des questions de politiques d'ordre général; toutefois, certains d'entre eux feront sans nul doute l'objet de révisions à mesure que l'on disposera d'un plus grand nombre de données de contrôle. Les coefficients du carbone et du dioxyde de carbone sont les plus précis de tous les gaz, en raison du fait qu'ils sont basés dans une large mesure sur la teneur en carbone des différents combustibles. Les facteurs d'émission des autres gaz sont beaucoup plus tributaires des techniques utilisées.

Les remarques qui suivent fournissent des renseignements additionnels pour chacun des tableaux. À EMR, les projections d'énergie comprennent toutes des composantes énergétiques en termes de contenu énergétique exprimé soit en térajoules (joules x 10^{12}), soit en pétajoules (joules x 10^{15}). En conséquence, on indique aussi les facteurs de conversion des quantités physiques en contenu énergétique, en plus des coefficients d'émission. Les coefficients d'émission provenant d'EC ont été reformulés en termes de contenu énergétique. Par conséquent, ces facteurs seront particulièrement utiles pour les analystes de l'énergie utilisant une méthodologie similaire à celle d'EMR.

REMARQUES SUR LES TABLEAUX DES FACTEURS D'ÉMISSION

1. Tableaux 1-1A: CONTENU ÉNERGÉTIQUE DES COMBUSTIBLES

Il est nécessaire de disposer des contenus énergétiques des diverses sources de combustibles pour formuler les émissions dans l'environnement sur une base d'équivalence énergétique. À l'évidence, il importe de convenir de ces chiffres au préalable si l'on veut obtenir un consensus sur les émissions par unité d'énergie. Les estimations indépendantes d'EMR des contenus énergétiques des combustibles liquides sont proches de celles de Statistique Canada, illustrées au Tableau 1.

Pour le charbon, le contenu énergétique varie considérablement, tant selon les types que, pour un type similaire, selon les sources. Le charbon bitumineux importé, par exemple, possède un contenu énergétique supérieur à celui de son équivalent intérieur. De même, le charbon bitumineux de l'Ouest fournit moins d'énergie par unité que son équivalent de l'Est, car les charbons de l'Ouest sont extraits à ciel ouvert et comportent une plus grande proportion de roc. Ainsi, les moyennes nationales pour le contenu énergétique du charbon, conformément aux informations fournies par Statistique Canada, Bulletin trimestriel - disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, n° 57-003, peuvent prêter à confusion. Pour éviter tout malentendu, le tableau 1A ne contient que les chiffres provinciaux des statistiques sur l'énergie électrique de 1987, volume II 57-202. Les derniers chiffres sont ceux utilisés par la Division du charbon pour leurs autres calculs d'émissions. La publication 57-003 du quatrième trimestre de 1989 utilise des contenus énergétiques du charbon séparés par province plutôt que des moyennes nationales, bien que ces données soient moins détaillées que les statistiques sur l'énergie électrique.

2. Tableau 2: DIOXYDE DE CARBONE ET CARBONE

On trouvera dans ce tableau les teneurs en dioxyde de carbone et en carbone des combustibles autres que le charbon. La plupart des facteurs proviennent d'EC, à l'exception des pétroles lourds. Deux estimations indépendantes effectuées à EMR ont chiffré le facteur du mazout lourd à 74,0 et 74,7 tonnes de CO_2 par térajoule. On a choisi le facteur de 74,0, car le contenu énergétique correspondant était presque identique à celui employé par Statistique Canada. Ce facteur est le seul montrant un changement significatif par rapport à celui utilisé dans le rapport du groupe de travail fédéral/provincial d'août 1989. Le chiffre élevé de 80,7 tonnes/TJ cité dans ce rapport était basé sur des informations provenant de l'Alberta qui n'ont pu être vérifiées. La valeur de 74,0 utilisée est légèrement plus élevée que celle de 71,5 employée par EC. Un expert du comité a estimé que les facteurs relatifs au CO_2 pour les huiles légères et le carburant diesel devraient être pratiquement identiques. Toutefois, les chiffres calculés par un autre expert d'EMR étaient très proches de ceux indiqués, lesquels proviennent d'EC. Les calculs donnant des résultats similaires s'appuyaient sur des caractéristiques différentes du combustible, soit le pouvoir calorifique, la masse volumique et le pourcentage de carbone par unité de poids. Il a été décidé de conserver les chiffres d'EC, mais cette controverse indique que l'on devrait

considérer que la précision des facteurs, même pour le CO_2, n'est que de quelques points de pourcentage.

Il subsiste quelques doutes quant à savoir si le bois, les lessives de pâte épuisée et d'autres biomasses devraient être incluses. Si ces sources d'énergie renouvelable étaient pleinement régénérées par la pousse dans les forêts canadiennes, aucune contribution nette aux additions de carbone dans l'atmosphère n'aurait lieu. Au moment de la rédaction, des renseignements obtenus de Forêts Canada indiquent que les forêts du Canada constituent un léger puits de carbone net, si l'on considère tous les usages des produits forestiers. Nous estimons qu'il est important d'indiquer les émissions globales, et de traiter les puits de carbone séparément. A notre sens, les autres pays devraient également adopter cette stratégie. Les sources et les puits de carbone liés à la biomasse doivent être séparés clairement, afin de faciliter leur inclusion ou leur exclusion.

Les valeurs sont indiquées pour les teneurs en dioxyde de carbone et en carbone. Dans la plupart des travaux effectués jusqu'à ce jour à EMR, on a utilisé la teneur en dioxyde de carbone. Toutefois, lors de la combustion des combustibles fossiles, c'est le carbone qui est ajouté à l'atmosphère. L'oxygène déjà présent dans l'atmosphère se combine avec le carbone ajouté pour former du dioxyde de carbone. A l'échelle internationale, on emploie le plus souvent la teneur en carbone ajouté, soit 12/44 ou 3/11 de la valeur du CO_2. La conversion étant facile à effectuer pour ceux qui en ont besoin, il est probablement plus simple à cette étape de conserver les chiffres se rapportant au CO_2 au lieu de la mesure de la teneur en carbone.

3. Tableaux 3-4: DIOXYDE DE CARBONE ET CARBONE POUR LE CHARBON

Ces tableaux indiquent les teneurs en dioxyde de carbone et en carbone des charbons canadiens par térajoule en utilisant les pouvoirs calorifiques du tableau 1A. Ces chiffres peuvent varier légèrement d'une année à l'autre, suite aux changements apportés au rapport trimestriel précité. Le changement apporté à la procédure de rédaction des rapports par Statistique Canada a fait suite à la demande d'EMR de résoudre les problèmes posés par les données moyennes nationales et soulevés par la Division du charbon d'EMR. Il sera nécessaire de vérifier ces facteurs à l'occasion, afin de s'assurer qu'ils restent valides.

4. Tableaux 5, 6 et 7: COV, MÉTHANE ET NO_x

Les facteurs indiqués dans ces tableaux sont basés sur les facteurs d'émission fournis par EC en date du 22 novembre 1989, ainsi que sur certaines révisions fournies par le groupe de travail NOx/COV. On suppose que les facteurs pour le transport non routier restent constants en fonction du temps. Les facteurs du transport routier sont indiqués séparément au tableau 8; ces derniers varient en fonction du temps. Certains changements importants ont été apportés à ces facteurs depuis le rapport du groupe de travail en août 1989.

Dans les facteurs d'émission d'EC, on retrouve une gamme très large de valeurs provinciales pour les carburants de transport non routier. Les estimations d'EC pour le secteur de l'aviation sont basées sur des modèles très détaillés des aéronefs, par type, que l'on retrouve dans les aéroports canadiens. On a ignoré l'importante variation provinciale dans les facteurs indiqués dans les tableaux, car il ne semble pas raisonnable d'utiliser des facteurs ayant une variabilité si élevée pour des prévisions portant sur les 30 prochaines années. Les moyennes nationales utilisées ont été dérivées des facteurs provinciaux pondérés par la consommation de carburant provinciale.

Les facteurs indiqués ne concernent que la combustion des combustibles. Pour le méthane, il existe également des émissions reliées à l'extraction du charbon et aux industries du gaz naturel et du pétrole qui ne sont pas incluses dans les tableaux[1]. Ces valeurs ont été estimées par EC dans l'Inventaire canadien des émissions des principaux contaminants atmosphériques (1985), préparé en juin 1989 par le Groupe de l'inventaire des émissions. La plupart de ces chiffres de non-combustion font l'objet de controverses, et EC déploie des efforts considérables pour améliorer ses premières estimations. Les émissions de méthane provenant de l'extraction du charbon ont varié de 44 kilotonnes de méthane (une première estimation par Bruce Stewart au laboratoire Devon d'EMR en Alberta) à 262 kilotonnes, valeur indiquée dans le rapport d'EC mentionné ci-haut, ou encore à 343 kilotonnes dans l'étude effectuée par des consultants sur les émissions fugitives de méthane, incluse à l'annexe C du rapport du groupe de travail fédéral/provincial. Récemment, Bruce Stewart a révisé l'estimation d'EMR à 140 kilotonnes, suite à une étude effectuée par TransAlta Utilities. EMR et EC acceptent l'estimation de 140 kilotonnes comme étant la valeur la plus raisonnable; celle-ci inclut 63 kilotonnes pour l'extraction du charbon au Cap-Breton. On notera, toutefois, que juste avant la diffusion de ce document, l'Association charbonnière canadienne a mis en question la validité de l'une des hypothèses de Stewart. Les facteurs d'émission découlant des valeurs acceptées sont d'environ 16 kg CH_4/tonne de charbon extrait pour la région de l'Atlantique et de 1,2 kg CH_4/tonne de charbon extrait pour l'Ouest du Canada.

Les données de référence d'EMR/EC, lesquelles utilisaient à l'origine une valeur de 50 kilotonnes pour les émissions de méthane de l'extraction du charbon, ont maintenant été révisées pour incorporer le chiffre de 140 kilotonnes. Cette estimation fera probablement l'objet d'une nouvelle révision lorsque des études plus détaillées seront effectuées.

On pense que les émissions de méthane provenant de l'industrie du gaz naturel, incluant la production, la transmission et la distribution, s'élèvent à 0,3 à 0,5 % de la production totale de gaz. L'Association canadienne du gaz (CGA) estime que cet intervalle se situe entre 0,3 et 0,36 %. Si l'on utilise la valeur de 0,36 % avec une production nette totale de 121 milliards de

---

[1]Les sources non énergétiques telles que les marécages, (marécages, marais arborés, toundras, etc.), les rizières, la fermentation entérique, les termites et les décharges sont toutes considérées comme ayant une contribution plus importante aux émissions de méthane que la combustion de combustibles. Pour obtenir de plus amples renseignements, nous suggérons de consulter le rapport du GIÉCC "Report on greenhouse gases and aerosols".

mètres cubes en 1989, le total des émissions de méthane s'élève alors à 292 kilotonnes par an. En raison du facteur relativement élevé d'équivalence du méthane en CO_2 (voir discussion plus loin), les pertes de méthane provenant de l'industrie du gaz deviennent importantes si l'on veut déterminer les incidences du choix des énergies de substitution sur l'environnement sur la base d'un cycle complet. Le chiffre de 0,36 % fourni pour les émissions de méthane par l'industrie du gaz naturel se situe à l'extrémité inférieure des estimations faites dans les autres pays du monde. Des études mentionnées par Ruhr Gas et British Gas à la Conférence mondiale de l'énergie à Montréal en septembre 1990 indiquent des pertes d'environ 0,7 %. L'AIE/OCDE a utilisé le chiffre élevé de 2 % pour les pertes gazeuses dans une étude récente.

Le scénario de référence d'EMR/EC a récemment accepté une valeur de 270 kilotonnes pour les émissions de méthane produites par l'ensemble de l'industrie du gaz, incluant la production, la transmission et la distribution.

5. Tableau 8: COV, NOx, MONOXYDE DE CARBONE ET MÉTHANE - TRANSPORT ROUTIER

Ce tableau indique les facteurs d'émission pour les COV, les oxydes d'azote (NOx), le monoxyde de carbone (CO) et le méthane pour les carburants diesel et l'essence consommés par le transport routier. Les facteurs sont basés sur les facteurs d'émission d'EC de mi-décembre, fournis par Arthur Sheffield. Les facteurs moins récents du 22 novembre 1989 étaient basés sur le programme MOBILE 3 de l'EPA, après quelques adaptations aux conditions canadiennes par le Laboratoire des émissions d'EC. Le programme MOBILE 4 a été utilisé pour le groupe de travail NOx/COV et a généré des valeurs moins élevées. Les facteurs en grammes/mille fournis par EC sont combinés aux hypothèses de modélisation du transport routier du modèle IFSD (Inter Fuel Substitution Demand) d'EMR pour calculer les facteurs indiqués dans le tableau. Il est important de remarquer que les facteurs en émissions/TJ peuvent varier sensiblement en fonction de différentes hypothèses de modélisation, telles que le prix du pétrole sur les marchés mondiaux. Avec le programme MOBILE 4, on obtient une variation provinciale considérable. Ces variations n'apparaissent pas dans l'ensemble actuel des tableaux d'émission, mais sont disponibles sur demande. Le présent ensemble de facteurs d'émission est basé sur la réglementation actuellement en vigueur, et n'inclut aucun nouveau resserrement des normes en matière d'émissions. On peut s'attendre à ce que les émissions révisées, à l'aide de MOBILE 4, soient encore réduites dans le futur; par conséquent, on ne devrait utiliser les facteurs provinciaux séparés que lorsque cette solution est facile et directe.

Les facteurs révisés du méthane pour le transport routier n'étaient pas disponibles sur une base distincte au moment de la préparation des tableaux d'émission. Sans donnée contraire valide, on a considéré que les émissions de méthane sont de 10 % des émissions de COV pour l'essence automobile et de 5 % pour le carburant diesel. Des informations fournies par François Lavallée, du Laboratoire des émissions d'EC, indiquent que les émissions de méthane obtenues par le programme MOBILE 4 pourraient être inférieures à ces chiffres. Toutefois, pour respecter la

cohérence avec les estimations précédentes, on a conservé les chiffres de 10 et 5 %. Les valeurs relatives au méthane ne sont pas indiquées séparément.

6. Tableau 9: MAXIMALE DE DIOXYDE DE SOUFRE (SO_2) - CHARBON CONSUMÉ

Les valeurs indiquées dans ce tableau sont basées sur les informations fournies par la Division du charbon d'EMR. Il s'agit des teneurs en soufre caractéristiques des charbons livrés aux principaux centres de consommation au Canada. Les émissions réelles peuvent être bien inférieures, car il existe des techniques permettant de réduire les gaz sulfureux de plus de 90 p. cent.

7. Tableau 10: DIOXYDE DE SOUFRE - AUTRES COMBUSTIBLES

Les facteurs indiqués dans ce tableau proviennent de plusieurs sources fournies par EC. Les estimations pour les produits du pétrole sont basées sur une étude effectuée auprès des raffineries chaque trimestre par EC. Les données ont été analysées par RTM Engineering Ltd. dans un rapport publié en octobre 1988. On utilise ici les derniers chiffres de ce rapport pour 1987. Environnement Canada a employé les valeurs de 1985 dans son Inventaire des émissions de 1985. Le personnel du Groupe des opérations de la Division de la planification d'urgence et du pétrole d'EMR a examiné les valeurs obtenues lors de l'étude trimestrielle. On a établi que les importations de pétrole lourd (à teneur en soufre supérieure) dans la région de l'Atlantique auraient une incidence sur le facteur du pétrole lourd de cette région; ce problème a par conséquent été soulevé.

On a révisé la teneur en soufre du gaz naturel afin de tenir compte des renseignements sollicités par la Division du gaz naturel d'EMR auprès de NOVA Corporation. On a réduit le coefficient d'environ 20 % par rapport au facteur d'EC grâce aux nouvelles informations.

8. Tableau 11: MONOXYDE DE CARBONE

Ce tableau a été inclus du fait de la nécessité de disposer de tous les gaz à effet de serre provenant de l'utilisation de l'énergie traités dans l'ensemble de données. Les facteurs sont basés sur des informations fournies par EC à l'été 1990. Les facteurs du monoxyde de carbone pour le secteur des transports sont illustrés séparément au tableau 8, et représentent un calcul approximatif obtenu à l'aide des résultats de MOBILE 4 combinés aux résultats obtenus précédemment par EMR. Les facteurs sont très différents de ceux indiqués dans l'étude de l'AIE/OCDE sur les émissions de gaz à effet de serre publiée en avril 1990.

9. Tableau 12: OXYDE NITREUX

Les facteurs de l'oxyde nitreux indiqués au tableau 12 découlent d'une étude française, dont les références figurent dans le tableau, préparée pour la Commission européenne de l'énergie atomique. Les résultats d'une étude préliminaire de l'ACE (Association Canadienne d'Électricité) sur les émissions de N_2O provenant de diverses entreprises de services publics sont dans l'ensemble conformes aux valeurs indiquées. Les valeurs figurant dans le tableau sont bien plus faibles que celles indiquées dans la publication de l'AIE/OCDE précitée. On pense que les estimations effectuées avant juin 1985 sont erronées du fait de diverses erreurs faites lors des calculs. Les valeurs ne sont que des approximations, et donnent un ordre de grandeur des émissions d'oxyde nitreux par les sources d'énergie.

Il convient de noter que les automobiles dotées de convertisseurs catalytiques anciens peuvent produire des quantités bien plus élevées de N_2O que les véhicules sans convertisseur catalytique. Ce facteur illustre le fait que le contrôle d'un type d'émission peut donner lieu à l'augmentation d'un autre type d'émission.

10. Tableau 13: ÉQUIVALENCES EN GAZ A EFFET DE SERRE

Le tableau 13 fournit un ensemble d'estimations pour les équivalences en gaz à effet de serre de divers gaz. Ces facteurs proviennent d'un rapport récent publié par le Groupe d'experts intergouvernemental pour l'étude du changement climatique (GIÉCC). D'autres révisions pourront être apportées à ces chiffres. L'ampleur du potentiel de réchauffement global des différents gaz dépend de la période de référence. Les calculs ont été fournis pour des périodes de 20, 100 et 500 années, mais seules les périodes de 20 et 100 ans sont indiquées ici. Les deux périodes englobent l'intervalle faisant l'objet de questions immédiates. Un seul chiffre pour la période de 50 ou de 100 ans serait peut-être le meilleur choix. Toutefois, ce choix a des conséquences sur les politiques. Par exemple, le facteur approprié de 50 ans devant être utilisé pour le méthane se situe dans l'intervalle 30-40, tandis que, pour 100 ans, il est égal à 21. La période choisie a des répercussions évidentes sur les avantages de la substitution d'un gaz. On prévoit que le choix d'un ensemble d'équivalences de gaz à effet de serre adopté à l'échelle internationale sera une tâche malaisée où il sera difficile de trouver un terrain d'entente.

Les effets indirects de divers gaz, agissant principalement par l'ozone de la troposphère, sont indiqués de manière plus détaillée dans un tableau extrait du rapport du GIÉCC en annexe. Les données fournies par EC indiquent que les effets indirects par l'ozone de la troposphère ne sont pas pris en considération dans la gamme actuelle d'estimation des gaz à effet de serre. Le potentiel de réchauffement global indirect (PRG) élevé pour NO_x a été une surprise dans le rapport de l'IPCC, puisqu'il s'agissait de la première fois que l'on rencontrait une valeur aussi élevée. Il est probable que les effets indirects seront prochainement réintégrés aux estimations, étant donnée la valeur élevée du PRG. Une discussion avec Art Jacques, d'EC, a établi que le PRG s'applique aux émissions totales de NO_x et non pas seulement à une partie d'entre elles.

TABLEAU 1

CONTENU ÉNERGÉTIQUE DES DIFFÉRENTS COMBUSTIBLES

Combustible	Pouvoir calorifique (Térajoules par -)	
Gaz naturel	37.82	TJ/Gigalitre[1]
DRP		
Essence automobile	34.66	TJ/Mégalitre[2]
Essence d'aviation	33.52	TJ/ML
Carburéacteur	35.93	TJ/ML
Kérosène	37.68	TJ/ML
Huile légère	38.68	TJ/ML
Carburant diesel	38.68	TJ/ML
Pétrole lourd	41.73	TJ/ML
Coke de pétrole	42.38	TJ/ML
Propane	25.53	TJ/ML
Charbon: Voir tableau 1A et le corps du texte.		
Coke	28.83	TJ/Kilotonne
Gaz de cokerie	18.61	TJ/KT
Déchets solides du bois	18.00	TJ/KT
Lessives de pâte épuisées	14.00	TJ/KT

---

[1] Un gigalitre est égal à mille mégalitres.
[2] Un mégalitre est égal à mille mégalitres.
Un millier de térajoules est égal à un pétajoule.

Source: Statistique Canada, Bulletin trimestriel- disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, 1987-IV, Ottawa: Ministère de l'Approvisionnement et des Services, juillet 1988, P. vii.

TABLEAU IA

CONTENU ÉNERGÉTIQUE DU CHARBON CANADIEN

Térajoules/Kilotonne

	Nouvelle-Écosse	Nouveau-Brunswick	Québec	Ontario	Manitoba	Sask.	Alta	C.-B.
Anthracite			27.7					
Bitumineux:								
Canadien	27.2	26.9	27.2	27.5	27.5[1]		16.0[2]	18.5[1]
Importé								
- Électricité				29.1				
- Métallurgie				30.1				
- Industrie			29.1	29.1				
Sous-bitumineux							18.4	
Lignite				15.9	16.0	14.3		

[1] Estimations. Les volumes sont petits.
[2] Représente les déchets de charbon utilisés dans une usine. Les valeurs varient.

Source: EMR, Division du charbon.

30 octobre 1990

TABLEAU 2

COEFFICIENTS DU DIOXYDE DE CARBONE ET DU CARBONE

Combustible	CO_2 Tonnes/TJ	Carbone Tonnes/TJ
Renouvelable (excl. bois)	0	0
Gaz naturel	49.7	13.6
- Non-énergie	24.8	6.8
Propane - Transports	59.8	16.3
GPL	59.8	16.3
Essence	68.0	18.6
Kérosène	67.7	18.5
Essence d'aviation	69.4	18.9
Carburéacteur	70.8	19.3
Huile légère	73.1	19.9
Diesel	70.7	19.3
- Transport ferroviaire		
- Transport maritime		
Pétrole lourd	74.0	20.2
- Transport maritime		
Coke de pétrole	100.0	27.3
DRP - Non-énergie	0	0
DRP - Usage par l'industrie	67.5	18.4
Bois	81.5	22.2
Lessives de pâte épuisées (industrie)	107.4	29.3
Charbon	Tableau 3	Tableau 4
Coke & Gaz de cokerie	86.0	23.5

* L'usage non énergétique de l'IFSD à EMR inclut la charge d'alimentation et l'utilisation de l'énergie dans les industries chimiques et pétrochimiques. Compte tenu du fait qu'il s'agit de quantités approximativement égales, la valeur de l'usage de non-énergie est égale à la moitié de celle de l'énergie.

Source: Environnement Canada, EMR.

28 mai 1990

TABLEAU 3

DIOXYDE DE CARBONE PROVENANT DU CHARBON

Tonnes/TJ

	Nouvelle-Écosse	Nouveau-Brunswick	Québec	Ontario	Manitoba	Sask.	Alta	C.-B.
Anthracite			86.2					
Bitumineux:								
Canadien	84.5	83.0	84.5	91.6	91.6		94.3	94.3
Importé								
- Électricité				85.9				
- Métallurgie				81.6				
- Industrie			85.9	85.9				
Sous-bitumineux							94.3	
Lignite				93.8	95.0	93.8		

Source: EMR, division du charbon, et Statistique Canada, 57-202.

30 octobre 1990

TABLEAU 4

CARBONE PROVENANT DU CHARBON

Tonnes/TJ

	Nouvelle-Écosse	Nouveau-Brunswick	Québec	Ontario	Manitoba	Sask.	Alta	C.-B.
Anthracite			23.5					
Bitumineux:								
Canadien	23.1	22.6	23.1	25.0	25.0		25.7	25.7
Importé								
- Électricité				23.4				
- Métallurgie				22.3				
- Industrie			23.4	23.4				
Sous-bitumineux							25.7	
Lignite				25.6	25.9	25.6		

Source: EMR, Division du charbon et Statistique Canada, 57-202.

30 octobre 1990

TABLEAU 5

ÉMISSIONS DE COMPOSÉS ORGANIQUES VOLATILS (COV)

Combustible	Tonnes/PJ Res.	Comm.	Industr.	Transp.
Renouvelable (excl. bois)	-	-	-	-
Gaz naturel	2.2	2.2	1.2	-
- Non-énergie	-	-	0.6	-
Propane - Transports	2.2	2.2	1.1	-
GPL	2.2	2.2	1.1	-
Essence	[630.]	-	-	T
Kérosène	2.3	1.1	0.6	-
Essence d'aviation	-	68.	-	68.
Carburéacteur	-	63.	-	63.
Huile légère	2.0	1.0	0.6	-
Diesel	180.	100.	88.	T
- Transport ferroviaire	-	-	-	70.
- Transport maritime	-	-	-	390.
Pétrole lourd	3.4	3.4	2.9	-
- Transport maritime	-	-	-	360.
Coke de pétrole	-	-	1.5	-
DRP - Non-énergie	-	-	0	-
DRP - Usage de l'industrie	-	-	1.2	-
Bois	[1 200.]	-	[39.]	-
Lessives de pâte épuisées (industrie)	-	-	?	-
Charbon	-	-	1.5	-
Coke & Gaz de cokerie	-	-	1.4	-

[ ] - Les volumes sont très petits, et/ou les valeurs sont très incertaines.
T - Voir tableau 8.

Source: Environnement Canada, révisions de novembre/décembre 1989.

30 octobre 1990

TABLEAU 6

ÉMISSIONS DE MÉTHANE (CH_4)

	Tonnes/PJ			
Combustible	**Res.**	**Comm.**	**Industr.**	**Transp.**
Renouvelable (excl. bois)	-	-	-	-
Gaz naturel	1.15	1.15	1.3	-
- Non-énergie	-	-	0.65	-
Propane - Transports	1.1	1.1	1.1	-
GPL	1.1	1.1	1.1	-
Essence	[70.]	-	-	T
Kérosène	5.7	0.7	0.16	-
Essence d'aviation	-	11.7	-	11.7
Carburéacteur	-	11.5	-	11.5
Huile légère	5.5	0.67	0.16	-
Diesel	8.3	12.5	12.5	T
- Transport ferroviaire	-	-	-	7.8
- Transport maritime	-	-	-	45.
Pétrole lourd	1.37	1.37	0.82	-
- Transport maritime	-	-	-	40.
Coke de pétrole	-	-	0.38	-
DRP - Non-énergie	-	-	0	-
DRP - Usage de l'industrie	-	-	1.1	-
Bois	[12.]	-	[8.3]	-
Lessives de pâte épuisées (Industrie)	-	-	?	-
Charbon	-	-	0.54	-
Coke & Gaz de cokerie	-	-	0.51	-

[ ] - Les volumes sont très petits, et/ou les valeurs sont très incertaines.
T - Voir tableau 8.

Source: Environnement Canada, révisions de novembre/décembre 1989.

30 octobre 1990

TABLEAU 7

ÉMISSIONS D'OXYDES D'AZOTE (NO_x)

Combustible	Tonnes/PJ Res.	Comm.	Industr.	Transp.
Renouvelable (excl. bois)	-	-	-	-
Gaz naturel	42.	42.	59.	-
- Non-énergie	-	-	29.5	-
Propane- Transports	43.	43.	60.	-
GPL	43.	43.	60.	-
Essence	[390.]	-	-	T
Kérosène	61.	64.	64.	-
Essence d'aviation	-	220.	-	220.
Carburéacteur	-	210.	-	210.
Huile légère	60.	62.	62.	-
Diesel	1 000.	1 300.	1 100.	T
- Transport ferroviaire	-	-	-	1 400.
- Transport maritime	-	-	-	240.
Pétrole lourd	160.	160.	160.	-
- Transport maritime	-	-	-	200.
Coke de pétrole	-	-	240.	-
DRP - Non-énergie	-	-	0	-
DRP - Usage de l'industrie	-	-	120.	-
Bois	[41.]	-	[110.]	-
Lessives de pâte épuisées (Industrie)	-		60.	-
Charbon	-	-	250.	-
Coke & Gaz de cokerie	-	-	240.	-

[ ] - Les volumes sont très petits, et/ou les valeurs sont très incertaines.
T - Voir tableau 8.

Source: Environnement Canada, révisions de novembre/décembre 1989.

30 octobre 1990

TABLEAU 8
ÉMISSIONS DUES AU TRANSPORT ROUTIER
COV, NO_X, MONOXYDE DE CARBONE ET MÉTHANE*
(Tonnes par pétajoule)

	COV		NOX		CO	
	Essence	Diesel	Essence	Diesel	Essence	Diesel
1987	583	98.7	457	949	5 365	426
1988	537	94.4	416	932	4 930	424
1989	508	90.2	389	918	4 575	426
1990	477	87.2	359	917	4 210	436
1991	456	87.0	341	863	4 015	440
1992	434	86.9	321	807	3 805	443
1993	410	86.7	300	747	3 580	445
1994	385	86.1	278	681	3 350	446
1995	360	85.3	255	609	3 135	446
1996	350	86.4	248	600	3 050	451
1997	339	87.1	240	585	2 950	451
1998	328	87.7	232	571	2 860	452
1999	318	88.3	224	555	2 775	453
2000	307	88.8	215	538	2 690	455
2001	306	89.9	215	539	2 680	455
2002	305	90.7	214	538	2 670	455
2003	303	91.4	213	537	2 670	455
2004	302	92.1	212	535	2 670	455
2005	300	92.6	211	532	2 670	455
2006	301	93.1	212	535	2 670	460
2007	303	93.7	213	539	2 670	460
2008	304	94.2	214	541	2 670	460
2009	304	94.7	214	544	2 670	460
2010	305	95.1	215	547	2 670	460
2011	306	95.5	215	549	2 670	460
2012	306	95.9	216	551	2 670	465
2013	307	96.3	216	553	2 670	470
2014	307	96.6	216	555	2 670	470
2015	308	96.9	217	557	2 670	470
2016	308	97.2	217	559	2 660	470
2017	308	97.6	217	561	2 660	470
2018	309	97.9	217	563	2 660	470
2019	309	98.2	218	565	2 650	470
2020	309	98.5	218	566	2 650	470

Source: Scénario de référence d'Environnement Canada et d'EMR, mai 1990.

* On considère que les émissions de méthane constituent 10% des émissions de COV pour l'essence et 5 % des émissions de COV pour le carburant diesel, sauf indication contraire suite aux modifications apportées par le Laboratoire des émissions d'EC à l'aide de Mobile 4.

30 octobre 1990

TABLEAU 9

ÉMISSIONS MAXIMALES DE DIOXYDE DE SOUFRE (SO_2) PROVENANT DE LA COMBUSTION DU CHARBON[1]

Tonnes/TJ

	Nouvelle-Écosse	Nouveau-Brunswick	Québec	Ontario	Manitoba	Sask.	Alta	C.-B.
Anthracite			1.15					
Bitumineux:								
Canadien	2.65	5.20	2.65	0.22[1]	0.22[1]		0.44[2]	0.44
Importé								
- Électricité				1.10				
- Métallurgie				0.93				
- Industrie			1.10	1.10				
Sous-bitumineux							0.22	
Lignite				0.50[1]	0.50[1]	0.84		

[1] Émissions maximales, basées sur la teneur en soufre du charbon livré aux principaux centres de consommation. Les émissions réelles dépendent du procédé de combustion ou du traitement de post-combustion choisi. Les techniques modernes permettent d'éliminer plus de 90% du soufre.

Source: EMR, Division du charbon.

30 octobre 1990

TABLEAU 10

ÉMISSIONS DE DIOXYDE DE SOUFRE (SO_2) PROVENANT D'AUTRES COMBUSTIBLES

Tonnes/PJ

	Région de l'Atlantique	Région du Centre	Région de l'Ouest
Gaz naturel et GPL		.20 pour toutes les régions	
Transport maritime		450. pour toutes les régions	
Essence	11.5	14.1	9.4
Essence d'aviation	19.	19.	7.2
Kérosène	20.	36.	21.
Carburant diesel	77.	102.	61.
Huile légère	80.	136.	91.
Pétrole lourd	950.	725.	610.

Source: Environnement Canada, RTM Engineering. 21 novembre 1990

TABLEAU 11

ÉMISSIONS DE MONOXYDE DE CARBONE (CO)

Combustible	Tonnes/PJ			
	Res.	Comm.	Industr.	Transp.
Renouvelable (excl. bois)	-	-	-	-
Gaz naturel	8.5	8.5	15.	-
- Non-énergie	-	-	0.	-
Propane - Transports	10.	10.	10.	-
GPL	10.	10.	10.	-
Essence	-	-	-	T
Kérosène	16	16	16	-
Essence d'aviation	-	-	-	780
Carburéacteur	-	-	-	780
Huile légère	15.5	15.5	15.5	-
Diesel	-	350	350	T
- Transport ferroviaire	-	-	-	57
- Transport maritime	-	-	-	180
Pétrole lourd	14.4	14.4	14.4	-
- Transport maritime	-	-	-	7.4
Coke de pétrole	-	-	-	-
DRP - Non-énergie	-	-	O	-
DRP - Usage de l'industrie	-	-	-	-
Bois	-	-	?	-
Lessives de pâte épuisées (industrie)	-	-	[15.]	-
Charbon	-	-	93.	-
Coke & Gaz de cokerie	-	-	88.	-

[ ] - Les volumes sont très petits, et/ou les valeurs sont très incertaines.
T - Voir tableau 8.

Source: Environnement Canada 30 octobre 1990

TABLEAU 12

ÉMISSIONS D'OXYDE NITREUX (N_2O)

Combustible	Tonnes/PJ
Charbon	0.2
Pétrole lourd	0.1
Combustion en lit fluidisé	10 à 20 fois la valeur ci-haut
Diesel	0.035
Essence:	
- Sans convertisseur catalytique	0.015
- Avec nouveau convertisseur catalytique	0.030
- Avec ancien convertisseur catalytique (20,000 à 30,000 km)	0.105
Autres produits du pétrole	0.100 ??
Gaz naturel	0.035

Note: Ces valeurs ont été révisées en 1990 à quelques points de pourcentage par rapport aux estimations précédentes. On estime maintenant que les sources de combustion de l'oxyde nitreux ne représentent que 2-3 p. cent du total des sources. On pense que les sources principales sont les sols, les océans et les engrais. Pour de plus amples détails, se reporter au rapport du GIÉCC "Scientific Assessment of Climate Change", Chapitre 1. "Gaz à effet de serre et aérosols".

Les valeurs indiquées dans le présent tableau sont basées sur des informations extraites d'un rapport rédigé pour la Communauté européenne de l'énergie atomique intitulé "Updated Evaluation of Nitrous Oxide Emissions from Industrial Fossil Fuel Combustion", par G. De Soete. Le CANMET a effectué des mesures en plusieurs sites d'entreprises de services publics au Canada, lesquelles concordent pour la plupart avec les valeurs indiquées ci-haut.

TABLEAU 13

ÉQUIVALENCES DES GAZ A EFFET DE SERRE A LONG TERME
(en fonction de la masse)

GAZ	Potentiel de réchauffement global (Période de référence, années) 20	100	
CO_2	1.0	1.0	
CO	3.0	2.2	(Indirect)
CH_4	63.	21.	(Direct & indirect)
NOx	150.	40.	(Indirect)
N_20	270.	290.	(Direct)

Note: Les NO_x et les COV ne sont pas des gaz à effet de serre direct, bien que la réaction chimique dans l'atmosphère des NO_x avec l'ozone de la troposphère ait un effet de serre indirect. L'effet indirect des NO_x a été inclus dans le tableau ci-haut, bien qu'il ne fasse pas partie des tableaux résumés du rapport de l'IPCC.

Source: Groupe d'experts intergouvernemental pour l'étude du changement climatique. Rapport à l'intention de l'IPCC du groupe de travail 1, Chapitre 2, "Radiative Forcing of Climate, Peer Reviewed Assessment for WGI Plenary", 27 avril 1990.

5 juin 1990

RÉFÉRENCES

Les références citées ci-après incluent les principales sources d'information employées pour la préparation de l'inventaire des facteurs d'émission. Plusieurs d'entre elles ont été utilisées par la Division de la gestion des inventaires d'EC pour obtenir les valeurs transmises à EMR. Certaines d'entre elles n'ont été utilisées que dans le cadre de la préparation du présent rapport. En plus de ces sources, cependant, le comité a pu tirer largement parti des échanges officieux avec le personnel de la Division de la gestion des inventaires d'EC.

1) Alberta Environment, "Industrial Sulphur Emissions for Alberta, 1981-1985". Octobre 1986.

2) Alberta Environment, "Nitrogen Oxides Emissions for Alberta, 1981-1985". Octobre 1987.

3) Communication transmise à E. Lauer (EMR) par P.S. Graham, président, "Resource Planning and Review Committee", Association charbonnière canadienne, novembre 1990.

4) Communication transmise à T. Ledwell (EMR) par G.K. Lee, CANMET, au sujet de l'étude de l'ACE sur les émissions de N20 des entreprises de service public, 30 juillet 1990.

5) De Socte, G. "Updated Evaluation of Nitrous Oxide Emissions from Industrial Fossil Fuel Combustion". Rapport préparé pour la Communauté européenne de l'énergie atomique. Novembre 1989.

6) Edwards, W.C. et J.G. Wilkins. "VOC Emissions Inventory for the Organic Chemical Industry in Canada". Rapport préparé par B.H. Levelton Limited pour Environnement Canada, septembre 1988.

7) Énergie, Mines et Ressources Canada. "2020 Vision: Canada's Long Term Energy Outlook", document de travail préparé par la Division analyse de l'énergie fiscale. Janvier 1990.

8) Environnement Canada. "Emission Calculation Methodologies by Source Sector". Document inédit, 1988.

9) Environnement Canada. Inventaire national des sources et des émissions de dioxyde de carbone. Série de la Protection de l'environnement. Rapport SPE 5/AP/2. Mai 1990.

10) Environnement Canada. "The 1985 Canadian Emissions Inventory of Common Air Contaminants". Rapport préliminaire, Division de la gestion des inventaires, Conservation et Protection, juin 1989.

11) Groupe de travail fédéral, provincial et territorial sur l'énergie et l'environnement. "Reducing Greenhouse Gas Emissions". Août 1989; annexes techniques en particulier.

12) Grant, W.J. "Canadian Petroleum Refineries Atmospheric Emission Survey - 1983". Association pétrolière pour la conservation de l'environnement canadien, rapport 85-1, novembre 1985.

13) AIE/OECD. "Greenhouse Gas emissions: The Energy Dimension". Document de travail distribué lors de la "White House Conference on Science and Economics Research Related to Global Change", 17-18 avril 1990. IEA/SLT(90)17.

14) Groupe d'experts intergouvernemental pour l'étude du changement climatique: "Report to IPCC from Working Group 1 on the Scientific Assessment of Climate Change" :

a) "Résumé pour les décideurs", mai 1990.
b) Chapitre 1, "Gaz à effet de serre et aérosols", avril 1990.
c) Chapitre 2, "Forçage radiatif du climat", avril 1990.

Organisation météorologique mondiale et Programme des Nations Unies pour l'environnement.

15) Hydro Ontario. "Estimates of Atmospheric Emissions from Ontario Hydro Fossil-Fuel-Fired Thermal Generating Stations During 1985". CTS-07120-1, 1986.

16) Roche et Associés. "Quantification et prévision des émissions provenant du chauffage résidentiel au bois au Québec". Rapport préparé pour Environnement Canada.

17) RTM Engineering Ltd. "Review of Sulphur Content of Petroleum and Synthetic Fuels, 1978-1987". Rapport préparé pour Environnement Canada, octobre 1988.

18) Schultz International Limited. "An Inventory of Air Contaminant Emissions from Industrial Process Sources in British Columbia and Yukon - 1980". Rapport préparé pour la Division de la gestion des inventaires, Environnement Canada, juillet 1981.

19) Schultz International Limited. "An Inventory of Air Contaminant Emissions from Industrial Process Sources in Alberta, Saskatchewan and Manitoba". Rapport préparé pour la Division de la gestion des inventaires, Environnement Canada, avril 1982.

20) Shareef, G.S., et coll. "Air Emissions Species Manual, Volume 1, Volatile Organic Compound Species Profiles". U.S. Environmental Protection Agency, EPA-450/2-88-003a, avril 1988.

21) Stockton, M.B., et coll. "Criteria Pollutant Emission Factors for the 1985 NAPAP Emissions Inventory". U.S. Environmental Protection Agency, EPA/600n-87/015, mai 1987.

20) Réunion technique 2.3. Conférence mondiale de l'énergie, Montréal, 20 septembre 1990. CME - 14ième congrès, compte-rendu, page 326.

23) "The Significance of Methane Emissions from Natural Gas Operations in Canada Relative to the Natural Environment and Global Warming". Association canadienne du gaz. Décembre 1989.

24) U.S. Environmental Protection Agency. "Compilation of Air Pollutant Emission Factors". Volume 1, "Stationary Point & Area Sources". Publication n° AP-42, quatrième édition, septembre 1985.

ANNEXE

Un tableau du Groupe de travail sur les NO_x/COV a été inclus. Ce tableau résume les teneurs de NO_x pouvant être atteintes avec diverses techniques utilisant le pétrole, le gaz ou le charbon. Pour les projections relatives aux émissions futures, il importe de réaliser la très large gamme de valeurs pouvant être produites pour différentes émissions, en fonction des hypothèses technologiques. D'après ce tableau, il est probable que la première tâche de l'industrie pour réduire les émissions de NO_x est d'installer des brûleurs à faible rejet de NO_x dans presque toutes les chaudières existantes.

Nous avons inclus le tableau complet des potentiels de réchauffement global de la récente étude du GIEC, afin de montrer la gamme complète des équivalences étudiées dans le rapport. On considère qu'il s'agit des meilleures estimations qui soient disponibles. Comme nous l'avons mentionné précédemment, le choix final pourra être celui d'une période de référence d'intégration de 50 ans.

Tableau 6.2.1 Sommaire des technologies de controle des NOx pour les chaudières.

Technologie	Statut/dimension/ applicabilité (1)	Réduction de NO_x (pourcentage) (2)			Niveau de NO_x atteignable (ng/Joule) (3)			Coûts de réduction des NO_x ($1988/tonne) (4)		
		pétrole	gaz	charbon	pétrole	gaz	charbon	pétrole	gaz	charbon
a) i Utilisation de brûleurs à faible excès d'air	D, S&L, A	5-15	5-15	25	150-160	150-160	190	280 (5)	950 (5)	56 (5)
ii Utilisation de brûleurs à faible dégagement de NOx	D, S&L, A	40	50	50	100	80	130	70	95	45-90
iii Utilisation de l'air de surchauffe	D, L, AS	-	-	40	-	-	150	-	-	>30
iv Séparation de l'air par étage	D, L, AS	-	-	50-80	-	-	60-130	-	-	N/D
v Recirculation des gaz de combustion	D, S, A	10	<80	-	-	>20	-	-	200-400	-
vi Utilisation de brûleurs à céramique	D, S, AL	-	>80	-	-	<20	-	-	50	-
b) Nouvelle combustion du combustible	D, L, AS	-	-	>60	-	-	<130	-	-	>300
c) Chambre de combustion à la scorification	P, S&L, AL	-	-	>70	-	-	60-250	-	-	N/D
d) Méthodes d'injection de sorbants	D, L, AS	-	<90	<90	-	>40	>85	-	630-900	630-900
e) Réduction sélective catalytique	D, S&L, A	90	90	90	10	15	26	1500	1500	1500
f) Réduction à l'oxyde de cuivre	R, L, AS	-	-	90	-	-	26	N/D	N/D	N/D
g) Procédé du NOXO	R, L, AS	-	-	90	-	-	26	N/D	N/D	N/D
h) Procédé de SULF-X	R, L, AS	-	-	80	-	-	50	N/D	N/D	N/D
i) Faisceau d'électrons	R, S&L, A	>80	>80	>80	25	30	50	N/D	N/D	N/D
j) En lit fluidifié à la pression atmosphérique	D, S&L, AS	-	-	50-80	-	-	50-130	-	-	-
k) En lit fluidifié sous pression	P, S&L, AS	-	-	80-90	-	-	26-50	-	-	-
l) Gazéification integrée à cycle combiné	D, S&L, AN	-	-	>90	-	-	10-20	-	-	-

Note:

- N/D indique que les données sur les coûts ne sont pas disponibles; un tiret indique qu'une entrée est non disponible ou que les coûts sont trop imprécis pour être inclus.

(1) Les codes représentent:

Statut
- D: Demontré - Entièrement disponible avec peu de travail additionnel requis.
- P: Échelle pilote/ Doit être démontré ou augmenté.
- R: Développement et démonstration nécessaires.

Dimension
- S: Unité au-dessous de 264 Gigajoules/heure d'alimentation thermique.
- L: Unité au-dessus de 264 Gigajoules/heure d'alimentation thermique.

Applicabilité
- A: Applicable aux nouvelles unités et à la plupart des unités existantes.
- AS: Applicable aux nouvelles unités et à quelques unités existantes.
- AN: Applicable aux nouvelles unités seulement.
- AL: Application limitée à une catégorie d'unités.

(2) Noter que les pourcentages de réduction sont présentés pour donner un ordre de grandeur des réductions possibles. Les réductions actuelles varieront relativement aux niveaux des émissions courantes et des characteristiques technologiques de chaque installation. Les niveaux de base employés ont étés 172 ng/Joule pour le pétrole et le gaz, et 258 ng/joule pour les chaudières au charbon.

(3) Les niveaux de NO_x atteignables varieront quelque peu d'une installation à l'autre, même pour les installations semblables; les chiffres sont donnés comme valeur de référence seulement.

(4) Les données de coûts sont approximatives uniquement et excluent les dépenses additionnelles qui pourront être engagées pour des installations specifiques, comme des modification aux pièces des chaudières à haute pression, des changements majeurs aux commandes des chaudières et des coûts d'emplacement, etc...

(5) Ces coûts sont normallement compensés par les améliorations dans l'efficacité énergétique.

Source: Rapport du sous-groupe de travail 6.2, Sources Fixes Majeurs, Techniques de Réduction pour NOx/COV, Janvier, 1990.

Tableau 2.8 Potentiel de réchauffement global suivant l'injection instantanée d'un kilogramme de chacun des gaz à effet de serre, relativement au dioxyde de carbone. Un exemple particulier d'une application de ces potentiels est donné au tableau 2.9.

Gaz à effet de serre	Durée de vie estimée (année)	Potentiel de réchauffement global		
		Intégration de l'horizon de temps (année)		
		20	100	500
Dioxyde de carbone	*	1	1	1
Méthane - indirect	10	63	21	9
Oxyde Nitreux	150	270	290	190
CFC-11	60	4500	3500	1500
CFC-12	130	7100	7300	4500
HCFC-22	15	4100	1500	510
CFC-113	90	4500	4200	2100
CFC-114	200	6000	6900	5500
CFC-115	400	5500	6900	7400
HCFC-123	1.6	310	85	29
HCFC-124	6.6	1500	430	150
HFC-125	28	4700	2500	860
$HFC\text{-}134_a$	16	3200	1200	420
HCFC-141b	8	1500	440	150
HCFC-142b	19	3700	1600	540
HCFC-143a	41	4500	2900	1000
HFC-152a	1.7	510	140	47
CC_4	50	1900	1300	460
$CH_3 CC_3$	6	350	100	34
CF_{3Br}	110	5800	5800	3200
Effets indirects:				
Source de Gaz	Impact des gaz à effet de serre			
CH_4	Troposphérique O_3	24	8	3
CH_4	CO_2	3	3	3
CH_4	Stratosphérique H_{2O}	10	4	1
CO	Troposphérique O_3	5	1	0
CO	CO_2	2	2	2
NO_x	Troposphérique O_3	150	40	14
NMHC	Troposphérique O_3	28	8	3
NMHC	CO_2	3	3	3

Les CFCs et les autres gaz n'incluent pas les effets associés à l'épuisement de l'ozone stratosphérique. Les changements de durée de vie et les variations de forces radiatives avec concentration sont négligés. Les effets sur la force du N_2O associés aux changements des CH_4 (à cause du chevauchement dans l'absorption) et vice versa, sont négligés.

* La durabilité du dioxide de carbone a été estimée en reprenant intégralement le model "Box Diffusion" de Siegenthaler (1983); une durée de vie est approximée à 120 ans.